

4. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. - М., 2000. – 414 с.

ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИН ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

И.В. Аникин

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обводненность продукции разрабатываемых месторождений – серьезная и распространенная проблема нефтяной промышленности. Сегодня нефтяные компании добывают примерно три тонны воды на каждую тонну нефти, извлекаемой из истощающихся пластов. Много средств тратится ежегодно на подготовку и утилизацию извлекаемой воды. Во многих случаях современные технологии ограничения водопритоков (ОВ) могут привести к значительному снижению затрат и увеличению добычи нефти. Представленная информация поможет понять особенности проблем избыточных водопритоков, способы их определения и методы решения.

Добываемую воду разделяют на 2 типа. К первому типу относят воду, которая поступает из нагнетательных скважин или из активных водоносных горизонтов, вносящих свой вклад в вытеснение нефти из пласта. Она поступает в скважину в объеме меньшем предельного, соответствующего критическому водонефтяному фактору. Водонефтяной фактор (ВНФ) является отношением дебита воды к дебиту нефти и диктуется экономикой. Ко второму типу относят воду, поступающую в скважину и добываемую без нефти или с нефтью в объеме, не достаточном для покрытия расходов, связанных с ее утилизацией - т.е. объем воды превышает экономический предел, определяемый критическим ВНФ. Причины появления воды второго типа в каждой отдельной скважине могут быть разнообразны. В таблице они сведены к десяти базовым ситуациям. Представленная здесь классификация типов проблем, связанных с водопритоками, упрощена, и на самом деле возможно большое число их комбинаций.

Таблица

Основные типы проблем избыточных водопритоков

Проблемы	Причины	Пути решения для скважин	
		Вертикальных	Горизонтальных
1. Негерметичность обсадной колонны, НКТ или пакера.	- старение фонда скважин; - технологические причины; - коррозия.	- применение изолирующих жидкостей и использование пробок, цементных мостов и пакеров; - применение пластырей.	
2. Заколонные перетоки.	- низкое качество цементного камня; - пустоты в заколонном пространстве.	- применение изолирующих жидкостей (закачивание высокопрочного цемента или смолистых полимеров в затрубное пространство, либо менее прочных жидкостей на гелевой основе, закачиваемых в пласт для остановки притока в затрубное пространство).	
3. Движение водонефтяного контакта (ВНК).	- очень низкая вертикальная проницаемость.	- заглушка нижних отверстий перфорации с использованием механических систем.	- зарезка второго горизонтального ствола.
4. Обводненный пропласток без внутрипластовых перетоков.	- наличие высокопроницаемого пропластка, ограниченного сверху и снизу водоупорами.	- применения неупругих изолирующих жидкостей или механических изоляторов.	- проблема не встречается в горизонтальных скважинах, вскрывающих лишь один продуктивный горизонт.
5. Трещиноватость или разломы между нагнетательной и добывающей скважинами.	- наличие трещиноватых или трещиновато-пористых пластов, разветвленных систем трещин.	- закачка гелей; - водоизоляция (является наилучшим решением данной проблемы).	
6. Трещины или разломы, которые соединяют нефтяной и водяной пласты.	- наличие системы трещин, пересекающих водяной пласт.	- обработка трещин гелевыми составами (особенно успешна, когда по трещинам нет притока нефти); - закупорка трещин в прискважинной зоне (при наличии локализованной системы трещин).	
7. Конусо- или языкообразование.	- ВНК рядом с нижними отверстиями перфорации - высокая вертикальная проницаемость.	- закачка больших объемов слоя геля выше ВНК; - бурение горизонтальных стволов вблизи кровли.	- применение изоляции в прискважинной зоне на достаточные расстояния по стволу вниз и вверх.
8. Низкий коэффициент охвата по площади.	- неоднородность проницаемости по площади; - близость к источнику воды.	- отклонение потока нагнетаемой воды; - уплотняющее бурение.	- изоляции отдельных частей скважины.

Проблемы	Причины	Пути решения для скважин	
		Вертикальных	Горизонтальных
9. Пласт, стратифицированный по насыщенности гравитационным разделением флюидов.	- гравитационное разделение флюида.	- зарезка горизонтальных стволов; - заводнение пенами.	- зарезка второго ствола, ближе к кровле пласта.
10. Обводненный пропласток с внутрипластовыми перетоками.	- высокопроницаемые пропластки, не разобщенные непроницаемыми перемычками.	- закачка геля в тонкий обводненный пропласток достаточно глубоко; - бурение горизонтальных скважин.	- в горизонтальных скважинах, расположенных в одном пропластке, подобные проблемы не встречаются.

Первые четыре из выше перечисленных проблем легко поддаются контролю в скважине или прискважинной зоне. Решением для пятой и шестой проблемы является закачка глубокопроникающих гелей. Остальные из таблицы проблемы требуют больших затрат и изменений в заканчивании скважин и технологии добычи.

Для эффективной борьбы с водопритоками необходимо понимание возникающих проблем. Путём к устранению источника избыточного обводнения является диагностика, которая позволяет определить тип возникающей проблемы. В скважинной диагностике водопритоков можно выделить три основных направления: подбор скважин-кандидатов, определение типа проблемы и определение профиля притока воды в скважину. Достаточно нужной информации для диагностики содержится в данных по истории добычи. Существует несколько способов определения источника избыточного обводнения, в которых используется информация об изменении ВНФ, динамике добычи и данных каротажа:

График логарифма ВНФ от накопленной добычи. Он позволяет определить ожидаемую накопленную добычу в отсутствие каких-либо действий по ограничению водопритоков.

График истории добычи. На данном графике в логарифмических координатах отложены дебиты нефти и воды от времени. У хороших скважин-кандидатов увеличение добычи воды и уменьшение добычи нефти начинается приблизительно в одно время.

Анализ кривых падения дебита. На этом графике в полулогарифмических координатах откладываются значения дебита по нефти от накопленной добычи. Ускоренное падение дебита по нефти может служить индикатором не только наступающего обводнения, но и значительного падения давления в результате истощения пласта либо снижения гидравлической проводимости прискважинной зоны.

Графическая диагностика развития обводнения. График зависимости ВНФ от времени в логарифмических координатах может быть полезен для определения конкретного типа проблемы обводнения при его сравнении с кривыми, соответствующими известным моделям.

Анализ остановок скважин и ограничений их дебитов. Анализ колебаний ВНФ может быть полезен при определении типа проблемы.

Системный анализ NODAL. NODAL-анализ является стандартным методом моделирования поведения скважины и состоит обычно из следующих этапов: построение модели, геология, пластовое давление, выбор корреляций для расчета многофазных течений в наклонных трубах, перетоки при остановке скважины и в режиме эксплуатации.

Каротажные диаграммы профиля притока. Современные диаграммы профиля притока позволяют локализовать места поступления воды в ствол скважины и определить объемное содержание фаз.

Большинство нефтяных месторождений России находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется снижением уровня добычи и ростом обводненности извлекаемого флюида. Правильное понимание причин избыточных водопритоков влечет эффективное решение возникающих проблем. Рациональный контроль за обводненностью добываемой продукции повышает рентабельность разработки месторождения, а также снижает расходы на переработку и утилизацию добываемой воды.

Литература

1. Билл Бейли и др. Диагностика и ограничение водопритоков//Нефтегазовое обозрение. - 2001. – №1. - С. 44-67.
2. Дубнинский Г.С. и др. Геолого-технологическое обоснование адресных методов увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока в залежах высоковязких нефтей//Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – Уфа, 2013. – № 2(92). – С. 5-15.
3. Синцов И.А., Остапчук Д.А. Диагностика причин обводнения горизонтальных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва, 2014. - №5. – С. 30-33.
4. Стрижнев в.а. построение технологии по отключению обводненных интервалов продуктивного пласта//Нефтепромысловое дело. – Москва, 2015. - №1. – С. 8-11.
5. Газизов А.Ш. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. -285 с.